

СУГАИПОВ ДЕНИС АСАДУЛЛАЕВИЧ

**РЕГУЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНО –
НАПРАВЛЕННЫМИ СКВАЖИНАМИ**

25.00.17- Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Ижевск 2004

Работа выполнена в Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Удмуртский государственный университет»

Научный руководитель:	кандидат геолого-минералогических наук, доцент Савельев Виктор Алексеевич
Научный консультант:	кандидат технических наук Мирсаетов Олег Марсимович
Официальные оппоненты:	доктор технических наук, профессор Люстрицкий Владимир Мстиславович, кандидат технических наук Берлин Анатолий Вениаминович
Ведущая организация:	Альметьевский государственный нефтяной институт.

Защита состоится «27» мая 2004 г в 10-00 часов на заседании диссертационного совета КР212.275.23 в Удмуртском государственном университете по адресу: 426034, Ижевск, УдГУ, Университетская, 1, корп. 6, ауд. 201.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Удмуртского Государственного университета.

Автореферат разослан «26» апреля 2004 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Мирсаетов О.М.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ.

Актуальность проблемы.

Около 70% запасов нефти РФ относится к трудноизвлекаемым, что обусловлено такими факторами, как высокая вязкость нефти, низкая проницаемость коллекторов, а также высокая послойная и зональная неоднородность, малая эффективная толщина пластов-коллекторов, наличие подгазовых зон и маломощных нефтяных оторочек. На разрабатываемых в настоящее время месторождениях ОАО «Удмуртнефть» более 50 млн. тонн извлекаемых запасов практически не охвачены разработкой, отнесены к возвратным объектам и эксплуатируются единичными скважинами возвратного фонда. Низкопродуктивные запасы связаны, в основном, с каширо-подольскими и верейскими отложениями среднего карбона и турнейского яруса нижнего карбона. Остаточные трудноизвлекаемые запасы требуют внедрения принципиально новых технологий, поскольку продолжение бурения вертикальных скважин на разрабатываемых месторождениях неэффективно.

В связи с вхождением наиболее значимых по запасам месторождений республики в позднюю стадию разработки остро встает вопрос о стабилизации добычи нефти на основе повышения темпов нефтедобычи и увеличения коэффициента нефтеизвлечения за счет применения новых высокоэффективных технологий. Очевидной тенденцией развития нефтяной отрасли стало использование в системах разработки нефтяных месторождений горизонтальных скважин (ГС), обеспечивающих наиболее высокий коэффициент охвата пласта дренированием и воздействием.

Применение ГС позволяет решать ряд важных проблем: увеличить текущую добычу нефти; осуществить разработку сложнопостроенных залежей с низкопроницаемыми и неоднородными коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами; увеличить приемистость нагнетательных скважин; повысить конечную нефтеотдачу пластов; сократить число скважин; снизить

объем капитальных вложений в разработку месторождений; повысить эффективность разработки нефтегазовых и водоплавающих залежей; снизить депрессию на пласт; снизить эффект конусообразования и вязкостного языкообразования.

Однако исследование накопленного зарубежного и отечественного опыта бурения горизонтальных скважин показывает, что существует ряд проблем, сдерживающих широкое использование горизонтальных скважин для разработки нефтяных месторождений. К их числу можно отнести вопросы создания принципиально новых систем разработки нефтяных месторождений, размещения сетки скважин, расстояния между ГС, направления горизонтальных стволов в добывающих и нагнетательных скважинах, вскрытия пластов, оптимальной длины, регулирования объемов закачки, от правильного решения которых зависят темпы выработки и величина конечного коэффициента извлечения нефти.

Попытки некоторых авторов дать рекомендации по решению отдельных проблем относятся к конкретным залежам.

Определяющим показателем разработки нефтяных месторождений является величина охвата залежи дренированием и воздействием. Оценка величины охвата пласта дренированием и воздействием, а также методы его увеличения, требуют учета множества влияющих факторов.

Поэтому, проблема разработки методов увеличения охвата пластов дренированием и воздействием, для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, разбуриваемых горизонтальными скважинами, является важной, актуальной и требует применения новых, нетрадиционных подходов и решений.

Цель работы.

Разработка и научное обоснование комплекса методов увеличения охвата пластов дренированием и воздействием для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами.

Основные задачи исследований.

1. На основе анализа практики разработки нефтяных месторождений, разбуриваемых ГС и боковыми горизонтальными стволами (БГС), выявить и оценить факторы, влияющие на охват пласта дренированием и воздействием.

2. Разработать и обосновать подход к повышению эффективности разработки нефтяных месторождений на основе развития представлений о влиянии схем и плотности размещения сетки скважин, выбора размещения горизонтальных стволов, их длины и диаметра, определения оптимальных дебитов на величину охвата пласта дренированием и воздействием.

3. Предложить технологические решения по повышению эффективности разработки месторождений Удмуртии на основе комплекса методов увеличения охвата пласта воздействием для перевода месторождений в рентабельную разработку.

4. Оценить эффективность разработки верейских объектов Южно-Киенгопского, Лозинского участка Есенеяского, Ижевского и Мишкинского месторождений на основе существующих и новых представлений о разработке нефтяных месторождений, разбуриваемых ГС и БГС с применением методов математического моделирования.

5. Провести опытно-промышленные испытания разработанных при выполнении работы технологических решений на нефтяных месторождениях Удмуртской Республики (УР) и Западной Сибири.

Методы решения поставленных задач.

Поставленные задачи решались аналитическим путем с применением современных средств поиска и анализа; методов обобщения, анализа и аппроксимации литературного, экспериментального материала; математического моделирования физических процессов; анализа результатов промысловых данных; а также методами статистики, экспериментальных исследований и моделирования в лабораторных, стендовых и промысловых условиях.

Научная новизна.

Научная новизна состоит в новом подходе к регулированию эффективности разработки нефтяных месторождений, горизонтальными скважинами на основе разработки методов увеличения охвата пласта дренированием и воздействием.

1. Разработан алгоритм построения карт градиентов давлений, расширяющий возможность применения гидродинамических моделей для регулирования разработки нефтяных месторождений.

2. Получены зависимости величин градиентов давлений от размещения скважин. Доказано, что минимальным потерям давления в пласте соответствует величины градиентов давлений с минимальными отклонениями от среднего, что достигается при параллельном размещении скважин.

3. Впервые предложен метод определения охвата пласта воздействием по площади выделенных зон, в которых величины градиентов давления ниже величины градиента сдвига нефти.

4. Предложена формула для расчета дебитов горизонтальных скважин в условиях анизотропных, расчлененных коллекторов на основе модели работы скважины отдельными интервалами.

5. Разработана методика интерпретации кривых восстановления давления для определения фильтрационно-емкостных характеристик пласта, основанная на радиальной модели потока в отдельных пропластках, вскрываемых горизонтальным стволом.

6. Установлена зависимость величины охвата пласта дренированием и воздействием от протяженности горизонтального ствола для различных схем размещения скважин.

7. Установлена зависимость длины горизонтальных стволов от коэффициента подвижности нефти. Впервые определен диапазон величин коэффициента подвижности нефти, при котором максимальный охват пласта дренированием и воздействием достигается за счет применения добывающих и нагнетательных горизонтальных скважин (ДГС, НГС).

Практическая ценность и реализация результатов работы.

1. На основе исследований механизмов действия, установления взаимосвязи параметров, создания методик расчетов и оптимизации, вновь разрабатываемых и совершенствуемых методов разработаны:

- методика построения гидродинамических карт разработки, включающих карты изобар, карты нефтенасыщенности и алгоритм построения карт градиентов давления, что позволило расширить возможности гидродинамического моделирования разработки и обосновать выбор сетки скважин;

- методика определения коэффициента охвата пласта воздействием основанная на расчете площади застойных зон, в которых величина градиента давления ниже величины градиента сдвига нефти;

- методика интерпретации кривых восстановления давления для определения проницаемости удаленной зоны пласта, пластовых давлений и дебита горизонтальных скважин для анизотропных, расчлененных коллекторов без применения численных методов решения трехмерного уравнения неразрывности;

- методика выбора длины горизонтальных стволов, плотности сетки скважин, соотношения добывающих и нагнетательных горизонтальных скважин в зависимости от коэффициента подвижности нефти для достижения заданной величины охвата пласта дренированием и воздействием.

2. Установлено, что максимальный охват пласта дренированием и воздействием достигается при применении ДГС и НГС в диапазоне коэффициента подвижностей (M) $M = 0,4 - 2,5$ отн. ед. При $M < 0,4$ максимальный охват пласта достигается применением добывающей вертикальной скважины (ДВС) и НГС, а при $M > 2,5$ – ДГС и нагнетательной вертикальной скважины (НВС).

3. Установлено, что увеличение относительной протяженности горизонтальных стволов в площадных схемах размещения ГС более 0,5 отн. ед. не приводит к увеличению производительности системы разработки, а в однорядных схемах размещения производительность растет линейно с увеличением длины ствола ГС.

4. Определено, что однорядная шахматная схема размещения ГС значительно превосходит остальные схемы с точки зрения охвата пласта, а также имеет возможность разуплотнения сетки скважин за счет значительной эффективности при относительной протяженности горизонтальных стволов менее 0,6.

5. Предложен способ разработки нефтяных месторождений по регулированию эффективности разработки в зависимости от геолого-физических характеристик пласта.

6. Разработаны дополнения к технологическим схемам разработки верейских объектов Южно-Киенгопского, Лозинского участка Есенецкого, Ижевского и Черепановского и Воткинского поднятия Мишкинского месторождений и рекомендованы к внедрению Территориальной комиссией по разработке нефтяных месторождений УР.

7. Внедрение рекомендаций по разработке верейского объекта Южно-Киенгопского месторождения и пласта Ю1 Верх-Тарского месторождения позволило повысить коэффициент охвата в 2 раза, темпы выработки на 3 %, увеличить коэффициент нефтеизвлечения на 12 %, снизить затраты на строительство скважин в 1,3 раза.

Апробация работы.

Основные положения диссертационной работы докладывались: на 3-ей Российской Университетско-академической научно-практической конференции, УдГУ, 12-13 апреля 1997. – Ижевск; на 4-ой Международной научно-практической конференции по горизонтальному бурению, 21-22 октября 1998 г.; на 4-ой Российской университетско-академической научно-практической конференции, УдГУ, 27 апреля 1999.- Ижевск; на Российской научно-практической конференции «Эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти», 16-18 апреля 2002.- Ижевск; на VIII Международной конференции по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами, 21-22 октября 2003. – Ижевск; на Второй Республиканской научно-практической конференции «Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти», 4-5 ноября 2003. – Ижевск; на 2-ой Республиканской научно-практической конференции «Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения», 18-19 декабря 2003. – Казань.

Публикации.

По теме диссертации опубликовано 9 печатных работ. Кроме того, результаты исследований отражены в фондовом отчете УдГУ, содержащем обзор научных публикаций и патентных исследований по разработке нефтяных месторождений, разбуриваемых горизонтальными скважинами. Отчет содержит 124 библиографические ссылки.

Объем и структура работы.

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Работа изложена на 321 странице машинописного текста, содержит 162 рисунка и 35 таблиц. Список использованной литературы содержит 108 наименований.

Автор выражает искреннюю благодарность за оказанную помощь в подготовке работы:

- д.т.н., проф., заведующему КРЭНГМ УдГУ Валентину Ивановичу Кудинову;
- руководителю аспирантуры, к.г.-м.н., зам. председателя Правительства УР Виктору Алексеевичу Савельеву;
- научному консультанту работы, ученому секретарю диссертационного совета кафедры разработки нефтяного факультета УдГУ, к.т.н. Олегу Марсимовичу Мирсаетову;
- к.т.н., главному инженеру Ижевского научно-технического центра ОАО «ТНК-ВР» Анатолию Вениаминовичу Берлину и его коллективу;
- к.э.н., декану нефтяного факультета УдГУ Алексею Яковлевичу Волкову;
- к.т.н. научному консультанту ООО НПП «НИПИнефть» Николаю Васильевичу Зубову;
- к.т.н., к.э.н., депутату Государственной Думы РФ Евгению Исааковичу Богомольному.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ.

Во введении приведена общая характеристика проблемы, обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулирована цель, определен круг задач, подлежащих исследованию, показана научная новизна, практическая ценность и реализация результатов работы.

В первой главе изложены результаты анализа теории и практики разработки нефтяных месторождений, разбуриваемых горизонтально-направленными скважинами.

На основе представлений, впервые предложенных А.П.Крыловым, нефтеотдача зависит от многих факторов. Обычно выделяют факторы, связанные с механизмом извлечения нефти из пласта (β_n), и факторы, характеризующие полноту вовлечения запасов пласта в разработку (β_o). Поэтому, нефтеотдача может быть выражена в виде их произведения ($\beta_n \cdot \beta_o$). β_o - равный отношению запасов нефти вовлеченных в разработку, к общим геологическим запасам нефти в пласте можно представить в виде:

$$\beta_o = \Psi_1 \cdot \Psi_2 \cdot \dots \cdot \Psi_i,$$

где Ψ_i некоторая часть величины охвата, обусловленная различными факторами.

Охват пласта воздействием является одним из определяющих показателей эффективности системы разработки.

Теоретические и экспериментальные исследования, показывают, что величина охвата пластов воздействием зависит и определяется следующими факторами:

1. Физико-химическими свойствами флюидов, насыщающих коллектор;
2. Физическими свойствами и геологической неоднородностью разрабатываемого нефтяного пласта;
3. Параметрами системы разработки (сеткой скважин, расстоянием между добывающими и нагнетательными

скважинами, отношением числа нагнетательных к числу добывающих скважин);

4. Способом вскрытия пласта и эксплуатационными характеристиками скважин (давлением на забоях нагнетательных и добывающих скважин, длиной и диаметром ствола);

5. Применением методов управления процессом разработки месторождений;

6. Условиями эксплуатации, обеспечивающими оптимальные отборы жидкости.

Одним из самых эффективных методов, позволяющих увеличивать величину охвата пласта воздействием, является применение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов.

В работах Кудинова В.И., Савельева В.А., Берлина А. В., Струковой Н.А., Сучкова Б.М., Газизова А.Ш., Муслимова Р.Х., Хисамова Р.С., Фазлыева Р. Т., Дияшева Р.Н., Хисамутдинова Н.И. и Люстрицкого В. М. показано, что увеличение охвата пласта воздействием ГС и БГС достигается за счет наличия протяженной зоны дренирования и низкого фильтрационного сопротивления призабойной зоны. В условиях неоднородных коллекторов обеспечивается более равномерная их выработка. Дебиты горизонтальных скважин в 2,5-4,0 раза выше, чем дебиты вертикальных скважин в аналогичных геологических условиях и длительно (10-12 лет) поддерживаются во времени. Более жесткие системы (однорядная, площадная) при одинаковом числе горизонтальных скважин эффективнее с точки зрения повышения охвата пласта и увеличения темпа выработки запасов.

Одним из основных условий высокой технологической эффективности горизонтальных стволов является выбор его оптимального направления с учетом особенностей геологического строения объекта, состояния выработки запасов нефти, коллекторских свойств пласта.

В работах показано, что при выборе направления забоя скважины должны соблюдаться следующие правила. Забой горизонтальной скважины не должен быть направлен в сторону водонефтяного контакта и навстречу фильтрационному потоку (нагнетательной скважине), располагаться вдоль границы зон

различной проницаемости. Для трещиновато-пористых карбонатных коллекторов направление забоя должно обеспечить вытеснение нефти вкрест простиранию трещиноватости.

Накопленный опыт бурения горизонтальных скважин позволяет определить основные геологические и технологические критерии для их размещения в пределах месторождения, параметры ствола, гарантирующие достижения равномерности выработки дренируемой зоны и оптимальных дебитов.

Вместе с тем при определении критериев применимости ГС не всегда учитываются факторы, оказывающие существенное влияние на величину охвата пласта воздействием, поэтому диапазон применимости этих критериев сужается.

1. Закономерности распределения градиентов давления и нефтенасыщенности и их влияние на схемы размещения скважин;

2. Влияние зональной неоднородности и вязкости нефти на выбор сетки размещения скважин;

3. Влияние геолого-физических условий на выбор способа заканчивания скважин и оптимальную протяженность горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин;

4. Определяющее влияние зональной неоднородности и вязкости нефти, ограничивающих протяженность горизонтальных добывающих скважин;

5. Влияние скин-фактора на дебит горизонтальных скважин при забойных давлениях ниже давления насыщения в зависимости от диаметра ствола;

6. Влияние дифференцированного притока к горизонтальному стволу по каждому пропластку на дебит скважины.

Глава завершается постановкой цели и основных задач исследований.

Во второй главе дается научное обоснование влияния выявленных факторов, обуславливающие охват пласта воздействием.

Недостаточная изученность влияния параметров разработки нефтяных месторождений, разбуренных горизонтальными скважинами, на охват пласта дренированием и воздействием и их

зависимость от физико-химических свойств нефти, геологического строения и коллекторских свойств пласта способствовала созданию новых систем размещения скважин. Однако следует отметить, что большинство реализуемых схем являются видоизмененными площадными системами разработки с заменой вертикальных добывающих скважин на горизонтальные. В основу данной работы положен анализ результатов разработки верейского горизонта месторождений Удмуртии. Продуктивные нефтенасыщенные пласты имеют небольшие эффективные толщины с вязкостью нефти в пластовых условиях от 3,0 до 150 мПа·с. В качестве базового объекта рассматривается Южно-Киенгопское месторождение (рис. 1).

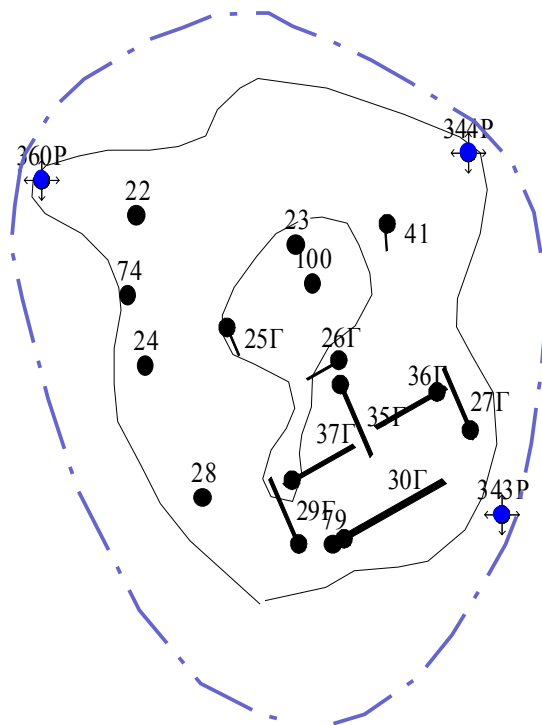


Рис. 1. Система размещения ГС на верейском объекте Южно-Киенгопского месторождения

Проведенные исследования, основанные на анализе промысловых данных и результатах гидродинамического моделирования, позволили выявить зависимость между величиной градиента давления и размещением горизонтальных скважин. В оптимальном случае это параллельное размещение скважин, при этом линии тока становятся прямыми, а значения отклонений градиента давлений от среднего минимальными по величине, что соответствует минимальным потерям давления в пласте и увеличению охвата пласта воздействием.

Постоянство значений градиента давлений по величине является выражением равномерности дренирования пласта. В оптимальном случае это замкнутые кольцевые элементы, стягивающие контур нефтеносности. Выявленные закономерности были использованы при исследовании влияния вариантов размещения горизонтальных скважин на охват пласта воздействием в зависимости от относительной длины (отношение длины горизонтального ствола к линейному размеру элемента разработки) горизонтальных стволов (рис. 2). Коэффициент охвата пласта воздействием определялся по площади застойных зон, в которых величина градиента давления ниже величины градиента сдвига нефти.

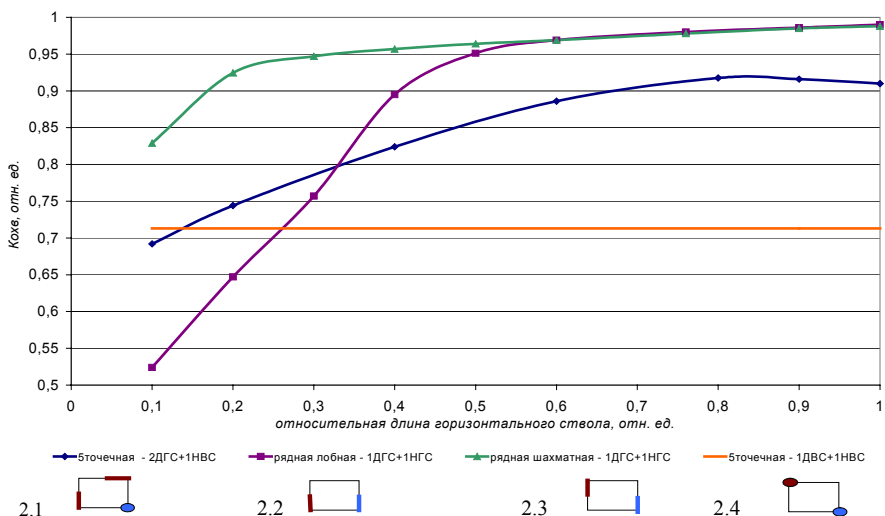


Рис. 2. Зависимость коэффициента охвата от протяженности

горизонтального ствола для различных систем размещения скважин

Анализ результатов гидродинамического моделирования показал, что однорядная шахматная система размещения скважин (рис. 2.3) позволяет снизить протяженность горизонтального ствола. Коэффициент охвата 0,82 для данной схемы достигается при относительной протяженности горизонтального ствола равном 0,1 отн. ед. При этом коэффициенте охвата, для рядной лобной схемы (рис. 2.2.) относительная протяженность должна быть 0,3 отн. ед., а для пятиточечной схемы (рис. 2.1) - 0,5 отн. ед. Однорядное шахматное размещение горизонтальных стволов имеет преимущество перед рядным лобным при относительной длине горизонтального ствола менее 0,6 отн. ед., что может быть использовано для разуплотнения сетки скважин. Также определено, что охват пласта воздействием не значительно повышается с увеличением относительной протяженности горизонтальных стволов более 0,3 отн. ед. для однорядной шахматной и более 0,5 отн. ед. – для однорядной лобной. В площадных же схемах размещения, рост коэффициента охвата наблюдается, пока протяженность горизонтального ствола не сравняется с линейными размерами элемента. На рисунке 3 представлена зависимость среднего градиента давления, определяющего производительность, в элементе разработки от относительной длины горизонтального ствола, подтверждающая вывод о необходимости ограничения протяженности горизонтального ствола в площадных схемах размещения при относительной длине 0,5 отн. ед., в однорядных же схемах – производительность растет почти линейно с увеличением протяженности. При увеличении расстояния между скважинами от принятых значений коэффициент извлечения нефти снижается меньшими темпами для однорядных схем с шахматным размещением скважин (рис. 4). Это означает, что достигается более полный охват пласта воздействием и имеется возможность снижения общего количества скважин, а также капитальных затрат.

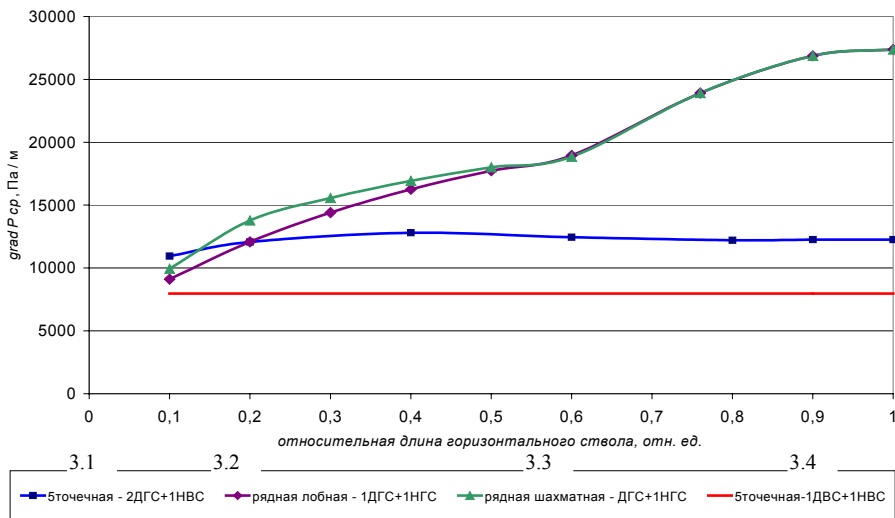


Рис. 3. Зависимость среднего градиента давления от относительной длины горизонтального ствола для различных систем размещения скважин

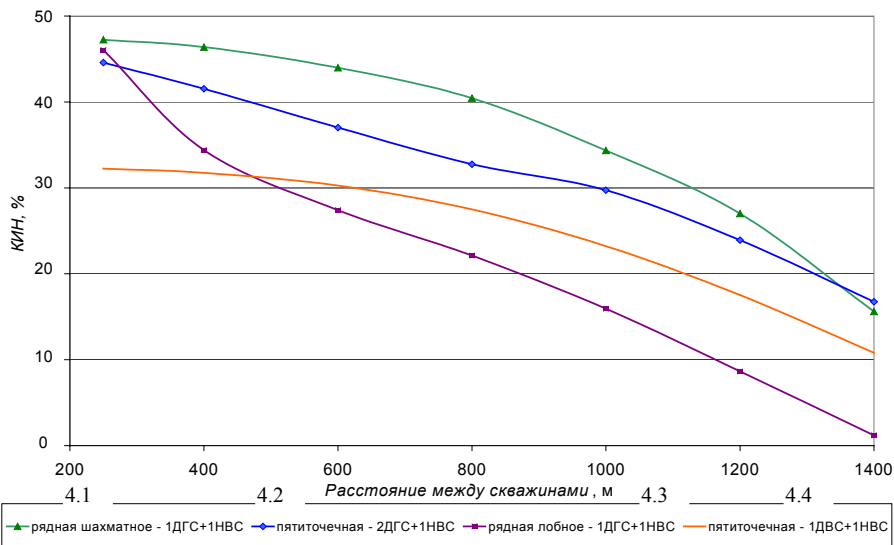


Рис. 4. Зависимость коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин для различных систем размещения скважин

Увеличение охвата пласта воздействием базируется на сбалансированности системы разработки, то есть оптимальном отношении числа нагнетательных к числу добывающих скважин. Ф. Крейгом предложено для однородного изолированного пласта выбирать это отношение на основе начального коэффициента подвижностей

$$M = \frac{\kappa_{ов} \cdot \mu_n}{\mu_o \cdot \kappa_{он}} \quad (1)$$

где M – коэффициент подвижностей; $\kappa_{ов}$ – относительная фазовая проницаемость по воде в заводненной точке пласта; $\kappa_{он}$ – относительная фазовая проницаемость по нефти в нефтяной зоне; μ_o , μ_n – динамическая вязкость воды и нефти соответственно.

В данной работе предложено учитывать при выборе соотношения количества добывающих и нагнетательных скважин геометрию дренируемой зоны пласта, введением дополнительного коэффициента

$$\delta = \frac{\Omega_{oc}}{\Omega_{nc}}, \quad (2)$$

где Ω_{nc} , Ω_{oc} – фильтрационные сопротивления нагнетательной и добывающей скважин соответственно.

На рисунке 5 представлена зависимость общего количества скважин в элементе от коэффициента подвижностей при равных отборах, из анализа которой был сделан вывод, что горизонтальные добывающие скважины, включенные в элемент разработки, уменьшают общее количество скважин при любых значениях коэффициента подвижностей.

При значениях $M < 3$, эффективно применение нагнетательных горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными нагнетательными скважинами.

При $M < 0,5$ элемент разработки, состоящий из добывающих горизонтальных скважин с нагнетательными

вертикальными, уступает варианту с вертикальными добывающими и нагнетательными горизонтальными скважинами.

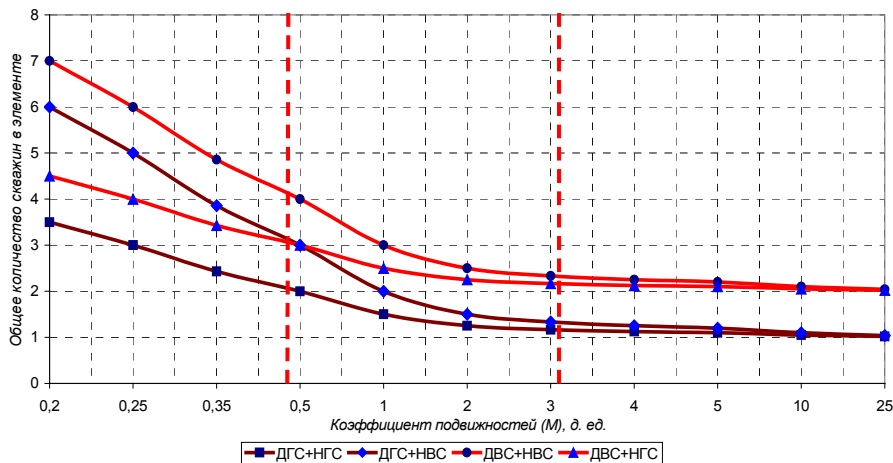


Рис. 5. Зависимость общего количества скважин в элементе разработки от коэффициента подвижностей

На основе предложенной формулы расчета дебита ГС и материального баланса найдена зависимость между оптимальными длинами горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин от коэффициента подвижностей (рис. 6), которая позволяет определить необходимые длины горизонтальных нагнетательных и добывающих стволов для однорядных систем размещения скважин.

$$\sum Q_{нс}(L_{нс}, M) = \sum Q_{дс}(L_{дс}, M) \quad (3)$$

где, $Q_{нс}$, $Q_{дс}$ - суммарная приемистость и дебиты нагнетательных и добывающих скважин, соответственно;

$L_{нс}$, $L_{дс}$, - длина горизонтальных стволов нагнетательной и добывающей скважин, соответственно;

M - коэффициент подвижностей.

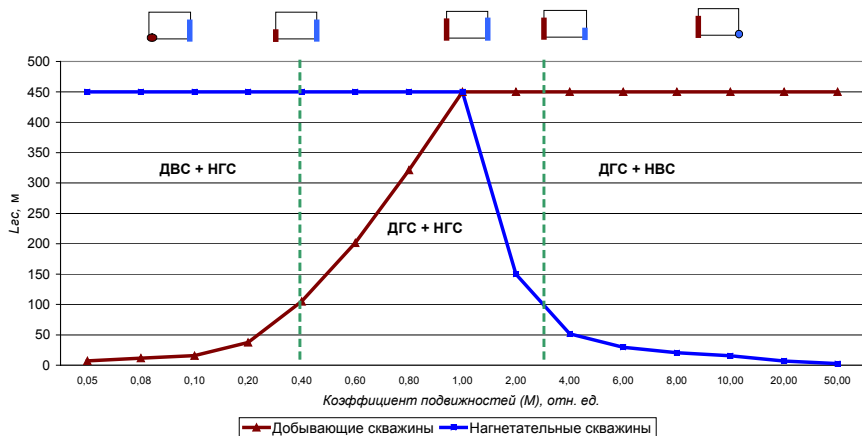


Рис. 6. Зависимость между длинами горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин от коэффициента подвижностей для однорядных систем размещения

При коэффициенте подвижностей, равном 1,0, материальный баланс выполняется при равенстве длин горизонтальных стволов добывающей и нагнетательной скважин.

При коэффициенте подвижности 0,4 отн. ед. и менее для выполнения материального баланса оптимальная протяженность горизонтальных стволов достигает величины, при которой производительность горизонтальной скважины равна производительности вертикальной и соответственно должна быть заменена на менее капиталоемкую вертикальную. Данный вывод обоснован найденными зависимостями, для стоимости горизонтальных скважин, а также соотношения стоимости горизонтальных и вертикальных участков от протяженности горизонтального ствола (рис. 7).

При коэффициенте подвижностей равном 2,5 отн. ед. и более оптимальная протяженность горизонтальных стволов также уменьшается и достигает величины характерной для горизонтальной скважины в условиях неустойчивого фронта вытеснения нефти и преждевременных прорывов воды.

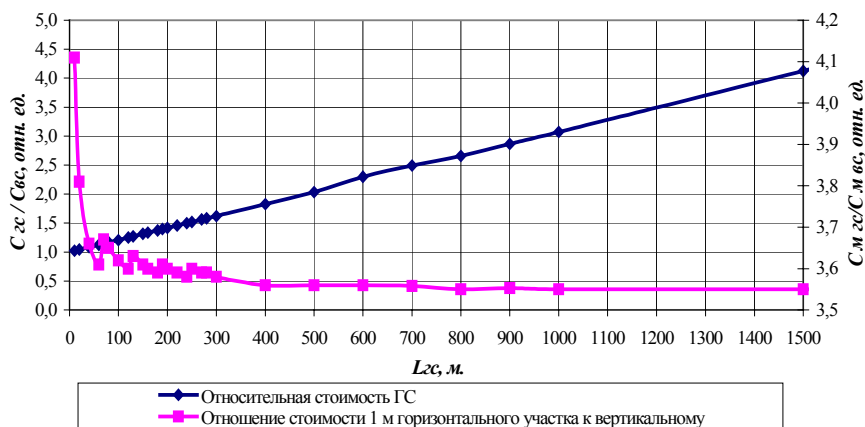


Рис. 7. Зависимость стоимости горизонтальных скважин, а также соотношение стоимости горизонтальных и вертикальных участков от протяженности горизонтального ствола

При этом для выполнения материального баланса горизонтальная нагнетательная скважина может быть заменена на вертикальную нагнетательную скважину. Вывод об ограничении протяженности горизонтальной скважины доказан автором на основе анализа работ Желтова Ю.В., Кудинова В.И., Малофеева Г.Е., Крейга Ф.Ф. и собственных исследований. При этом установлено, что вязкостная неустойчивость движения водонефтяного контакта возникает при коэффициенте подвижностей нефти $M > 1$. Непредсказуемость направления прорыва воды, а также отсутствие надежных технологий изоляции водопритоков в горизонтальные скважины требует ограничения протяженности горизонтального ствола. Гидродинамическая двухмерная модель двухфазной фильтрации, выполненная на основе различных схем расположения элементов для условий башкирского объекта Гремихинского месторождения с вязкостью нефти в пластовых условиях более 125,0 мПа·с показала, что с увеличением протяженности горизонтального ствола коэффициент охвата пласта воздействием не увеличивается. Таким образом, в условиях неустойчивости фронта вытеснения при разработке вязких нефтей, небольших запасов, дренируемых одной

скважиной, невысоких значений депрессий, связанных с близкими значениями пластового давления и давления насыщения можно считать обоснованным ограничение протяженности горизонтального ствола величиной 100-200 м.

Для анизотропных и расчлененных пластов ограниченная протяженность горизонтального ствола влияет на угол наклона горизонтального участка и требует необходимости проводки ствола по нисходящей линии под небольшим углом от кровли до подошвы. В этом случае ограниченность горизонтальной проекции участков ствола в отдельных пропластках делает их работу с гидродинамической точки зрения более похожей на приток к вертикальной скважине. В работе установлено, что увеличение диаметра горизонтального ствола приводит к уменьшению влияния скин-фактора и, к увеличению дебита в сравнении с вертикальной скважиной при разработке месторождений вязких нефтей. На рисунке 8 представлена зависимость отношения дебита горизонтальной скважины к вертикальной от диаметра горизонтального ствола при протяженности ствола – 100 м. При учете приведенного диаметра скважины, который много меньше пробуренного из-за влияния выпадения АСПО в призабойной зоне пласта, дебит горизонтальной скважины оказывается в несколько раз меньше проектируемого.

Поэтому, из-за влияния загрязнения призабойной зоны, даже незначительное расширение диаметра горизонтального ствола значительно ослабляет влияние скин-эффекта, и приводит почти к полуторократному увеличению дебита скважины, дренирующей залежь вязкой нефти.

В работах Баишева Б.Т., Лысенко В.Д. обосновывается, что с увеличением анизотропии пласта продуктивность горизонтальных скважин уменьшается, а при значениях коэффициента анизотропии $B > 50$, производительность горизонтальных скважин не превышает производительности вертикальных скважин.

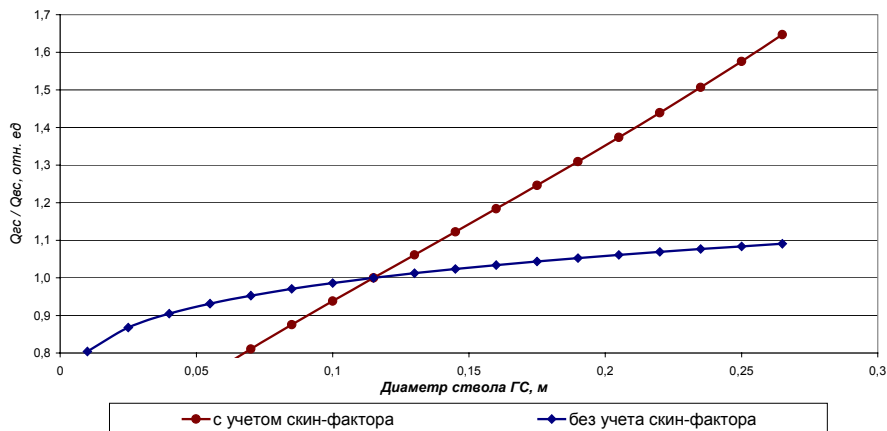


Рис. 8. Зависимость относительного дебита горизонтальной скважины от диаметра горизонтального ствола

При нисходящем пологом направлении ствола скважины, вскрывающей пласт, значения проекций работающих интервалов на горизонтальную плоскость невелики по сравнению с размерами залежи и контура питания. Поэтому большая полуось эллипса контура питания горизонтальной скважины будет немногим отличаться от малой и совпадать с радиусом питания эквивалентной вертикальной скважины. Таким образом, решение нахождения функции эллиптического потока при определении дебита горизонтальной скважины автором заменено решением для радиального потока.

Приведенный радиус горизонтальной скважины, определенный по общепринятой методике, в большинстве случаев больше значения пробуренного диаметра и отражает влияние большей площади вскрытия пласта в отдельных пропластках. Но так как протяженность отдельных зон горизонтальных скважин мала, то значения приведенного радиуса не превышают 1 м. Таким образом, было признано целесообразным, для определения фильтрационно-емкостных характеристик анизотропного и расчлененного пласта использовать модель нестационарной фильтрации к точечному стоку. Производительность скважины

есть сумма дебитов отдельных участков горизонтального ствола, вскрывших работающие пропластки. Это позволило преобразовать формулу притока Ренарда к следующему виду, который дает возможность более точно дать прогноз дебита горизонтальной скважины:

$$Q_{ГС} = \sum_{i=1}^n 2\pi \cdot K_{\kappa} \cdot h_i \cdot \frac{p_{\kappa} - p_{ci}}{\ln \frac{a_i + \sqrt{a_i^2 - \left(\frac{L_i}{2}\right)^2}}{\frac{L_i}{2}} + \frac{\beta \cdot h_i}{L_i} \cdot \ln \frac{\beta \cdot h_i}{(\beta + 1) \cdot \pi \cdot r_c}} \quad (4)$$

$$a_i = \frac{L_i}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L_i}\right)^4} \right]^{\frac{1}{2}}$$

где K_z, K_{θ} - проницаемость пласта вдоль и поперек напластования соответственно, мкм²;

$\beta = \sqrt{\frac{K_z}{K_{\theta}}}$ - коэффициент анизотропии по проницаемости;

h - эффективная толщина пласта, м;

μ - вязкость жидкости, мПа·с;

p_{κ} - давление на контуре питания, МПа;

p_{ci} - забойное давление в i -пропластке, МПа;

r_c - радиус скважины, м;

R_k - радиус контура питания, м;

L - эффективная длина горизонтального ствола, м;

a - большая полуось эллипса дренирования, м.

i - номер работающего интервала, пропластка;

L_i - протяженность отдельных участков ствола в работающих интервалах пласта – hi .

Обработка кривой восстановления давления, выполненная с учетом предложенного подхода, а также рассчитанные дебиты горизонтальных скважин, позволили сделать вывод, о том, что значение проницаемости вдоль напластования согласуется со средним коэффициентом проницаемости, полученным в результате обработки данных гидродинамических исследований в вертикальных скважинах.

На рисунке 9 представлена зависимость, демонстрирующая влияние анизотропии и расчлененности на дебиты горизонтальных скважин, рассчитанные по формулам Ренарда и по формуле 3 на примере Верх-Тарского нефтяного месторождения. В расчетах использовалась эффективная толщина вскрытого пласта и эффективная длина горизонтального ствола.

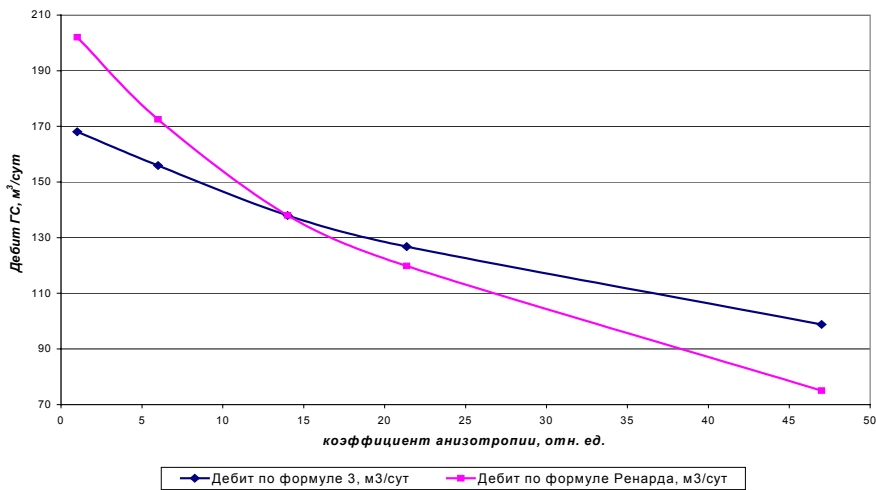


Рис. 9. Зависимость дебита ГС от коэффициента анизотропии для расчлененного пласта

В результате автором получено следующее: при малых значениях коэффициента анизотропии для расчлененного пласта фактические значения дебитов ниже, а при высоких коэффициентах анизотропии, выше, чем дебиты, рассчитанные по формуле Ренарда. Значения дебитов горизонтальных скважин, рассчитанные по предлагаемой формуле 3 совпадают с фактическими дебитами. Относительная погрешность составляет 0,6 %. Следовательно, учет работы ствола отдельными зонами-интервалами позволил повысить точность определения проницаемости и, соответственно, дебитов.

На основании этого можно считать обоснованным применение вышеупомянутого подхода определения дебита ГС как суммы раздельно работающих интервалов горизонтального

ствола, а не эквивалентной им эффективной длины горизонтальной скважины.

В третьей главе рассматриваются технологические решения по повышению эффективности разработки месторождений Удмуртии на основе комплекса методов увеличения охвата пласта воздействием для перевода месторождений в рентабельную разработку и их оценка с использованием методов математического моделирования.

Предложенный в работе подход к увеличению эффективности разработки нефтяных месторождений, разбуриваемых горизонтальными скважинами, основанный на разработке методов повышения охвата пласта дренированием и воздействием применен автором для подготовки технологических схем разработки нефтяных залежей верейских объектов Лозинского участка Есенеяского месторождения, Ижевского и Мишкинского месторождений. Прогноз эффективности созданных схем был оценен методами математического моделирования.

Основной целью математического моделирования разработки нефтяных месторождений является получение основных характеристик, описывающих поведение пластовой системы при различных способах воздействия на нее и определение оптимального варианта разработки по группе заданных критериев.

В настоящее время не существует математических моделей, адекватно отображающих все многообразие происходящих в пластах явлений.

В данной работе использована комбинированная модель, основанная на известном представлении А. П. Крылова, что нефтеотдача может быть выражена в виде произведения коэффициентов вытеснения и охвата, $\beta_n \cdot \beta_o$. При этом β_n определяется в результате моделирования процесса вытеснения нефти.

Для расчета коэффициента охвата используются многочисленные эмпирические модели, регрессионные сообщения, вероятностно-статистические методы.

В настоящей работе были созданы трехмерная геологическая и гидродинамическая модели для трехфазной фильтрации пластовой жидкости. Для создания трехмерной геологической модели применен программный комплекс GeoFrame 3.8. Построение гидродинамической модели проводилось с использованием программ EGLIPSE-100. Структурно-геометрические и фильтрационно-емкостные параметры каждой ячейки ремасштабируются в гидродинамическую сетку для более детального изучения фильтрационных процессов. Используются данные о свойствах пластовых жидкостей, принятых на стадии подсчета запасов. Объемный коэффициент и вязкость нефти задаются как функции давления. Зависимость относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности приняты в целом для пласта.

Учет влияния водонапорной системы осуществляется аналитическим методом на основе модели Фетковича, которая использует алгоритм, основанный на материальном балансе между давлением в условной водоносной части пласта и нефтяной (моделируемой) залежи. Приток воды по модели Фетковича рассчитывается по формуле:

$$Q_{ai} = \frac{d}{dt}(W_{ai}) = J a_i [P_a - P_i + \rho g(d_i - d_a)], \quad (5)$$

где Q_{ai} – приток из водоносной части пласта, соединенного i -ой ячейкой гидродинамической сетки;

W_{ai} – суммарный (максимальный) приток;

J – индекс (коэффициент) продуктивности водоносной части пласта;

ρ – плотность воды водоносной части пласта;

P_a – давление водоносной части пласта в момент времени t ;

P_i – капиллярное давление в водоносной части пласта;

G – коэффициент площадного соприкосновения;

d_i – глубина i – го сеточного блока;

d_a – относительная глубина водоносной части пласта.

Текущее давление в водоносной части пласта определяется из уравнения материального баланса:

$$W_a = C_t V_{wo} (P_{ao} - P_a), \quad (6)$$

где W_a – общий приток воды к моменту времени t ;

C_t – общая сжимаемость водоносной части пласта (вода + порода);

V_{wo} – начальный объем воды в водоносной части пласта;

P_{ao} – начальное давление в водоносной части пласта (на относительной глубине).

Мгновенный дебит фазы определяется притоком к каждой гидродинамической ячейке в четырех направлениях, связанной со стволом скважины соединением и рассчитывается по формуле:

$$q_{pj} = T_{wj} M_{pj} (P_j - P_w - H_{wj}), \quad (7)$$

где q_{pj} – объемный приток фазы p к ячейке в направлении j ;

T_{wj} – составляющая проводимости ячейки;

M_{pj} – составляющая мобильности фазы;

P_j – пластовое давление в ячейке блока;

P_w – установленное забойное давление;

H_{wj} – поправка забойного давления на глубину центра соответствующей ячейки.

Радиус дренирования рассчитывается по формуле:

$$r_0 = 0.28 \frac{\left[D_x^2 \left(\frac{K_y}{K_x} \right)^{0.5} + D_y^2 \left(\frac{K_x}{K_y} \right)^{0.5} \right]^{0.5}}{\left(\frac{K_y}{K_x} \right)^{0.25} + \left(\frac{K_x}{K_y} \right)^{0.25}}, \quad (8)$$

где: D_x, D_y – линейные размеры гидродинамической ячейки, м.

Составляющая мобильности фаз определяется по формуле:

$$M_{fpi} = k_{pi} \cdot \frac{1}{B_{pi} \cdot \mu_{pi}}, \quad (9)$$

где k_{pj} – относительная проницаемость фазы;

μ – вязкость фазы, сп;

B_{pj} – объемный коэффициент фазы.

Для построения модели был использован метод неявного решения систем дифференциальных уравнений, описывающих состояние пластовой системы. Метод позволяет получить заданную точность решения нелинейных уравнений при сохранении погрешности для материального баланса на пренебрежимо малом уровне. На основе построения математических моделей разработки нефтяных месторождений была проведена оценка эффективности предложенных автором технологических схем для условий Лозинского участка Есенецкого, Ижевского и Черепановского и Воткинского поднятий Мишкинского месторождений. Первый объект не вовлечен в разработку из-за низких проектных технико-экономических показателей. Анализ полученных результатов показывает, что предложенные технологические решения позволяют увеличить коэффициенты охвата пласта воздействием, уменьшить количество скважин, не приводят к снижению темпов отбора и к преждевременному прорыву воды. Коэффициенты нефтеизвлечения для предложенных технологических схем соответственно на 5 %, 8 %, 6 % и 7 % выше, чем для базовых вариантов с применением горизонтальных скважин.

В четвертой главе приведены результаты опытно-промышленных испытаний предложенных технологических решений на нефтяных месторождениях УР и Западной Сибири, а также созданные при выполнении работы методические подходы.

1. Предложен методический подход по построению гидродинамических карт разработки, включающих карты изобар, карты нефтенасыщенности и алгоритм построения карт градиентов давления, позволяющий расширить возможности гидродинамических моделей разработки и обосновывать выбор сетки скважин. Подход использован при проведении анализа разработки Южно-Киенгопского и Верх-Тарского месторождений

и позволил выявить недостатки реализованных систем разработки и предложить технологические решения для регулирования их эффективности.

2. Предложен алгоритм построения карты градиентов давления, позволяющий расширить возможности гидродинамических моделей разработки; и обосновывать выбор размещения сетки скважин. Алгоритм нашел применение при определении целиков нефти, образующихся в процессе разработки нефтяных месторождений без создания постоянно-действующих гидродинамических моделей и воссоздания истории разработки залежей нефти.

3. Впервые предложен методический подход к определению коэффициента охвата пласта дренированием и воздействием по площади невыработанных целиков, в которых величина градиента давления ниже величины градиента сдвига нефти. С помощью данного подхода были получены зависимости коэффициента охвата от относительной протяженности горизонтального ствола для различных схем размещения скважин. На основании этого определены оптимальные протяженности горизонтальных стволов в различных схемах размещения и выявлены лучшие с точки зрения охвата пласта воздействием при использовании горизонтального бурения схемы размещения скважин.

4. Предложен способ интерпретации кривых восстановления давления для определения проницаемости удаленной зоны пласта, пластовых давлений и дебита горизонтальных скважин для однородных и анизотропных, расчлененных коллекторов без применения численных методов решения. Методика была применена для определения фильтрационных и энергетических свойств пласта Ю1 Верх-Тарского месторождения.

5. Предложена методика определения стоимости горизонтальных скважин с учетом выделения интервалов скважины для обоснования пределов эффективного применения горизонтальных скважин. Методика позволила перейти от технологических пределов эффективности горизонтальных скважин к экономическим. Методика использована при определении капитальных вложений на бурение горизонтальных

скважин по различным вариантам в разработанных технико-экономических предложениях.

6. Выработан методический подход по выбору длины, плотности сетки скважин и диапазона эффективного применения горизонтальных скважин в зависимости от коэффициента подвижностей для достижения заданной величины охвата пласта дренированием и воздействием. Подход был использован при подготовке технико-экономических предложений по разработке месторождений УР, а также может быть использован при создании руководящего документа по разработке нефтяных месторождений горизонтальными скважинами.

В результате внедрения рекомендаций по разработке юго-восточного склона поднятия, верейского горизонта Южно-Киенгопского месторождения горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами, удалось повысить коэффициент охвата в 2 раза, а темпы выработки запасов на 3%, стабилизировать текущую добычу нефти на третьей стадии разработки без уплотняющего бурения. Выработка запасов идет большими темпами, чем рост обводненности, что указывает на обоснованность принятых решений по регулированию разработки объекта. В результате анализа эксплуатации горизонтальных скважин подтвердились сделанные ранее теоретические выводы о необходимости ограничения протяженности горизонтальных стволов в площадных схемах размещения скважин и создании фронта заводнения перпендикулярно к направлению горизонтальных стволов.

Внедрение рекомендаций по разработке пласта Ю1 Верх-Тарского месторождения, позволило повысить коэффициент охвата в 1,5 раза, уменьшить количество скважин и капитальных затрат на их строительство в 1,5 раза и увеличить коэффициент нефтеизвлечения на 5% на опытном участке по сравнению с базовым вариантом с применением горизонтальных скважин. Результаты разработки пласта Ю1 Верх-Тарского месторождения подтвердили проведенные теоретические исследования о необходимости увеличения поглощающей способности нагнетательных скважин для эффективного поддержания

пластового давления и стабилизации дебитов горизонтальных добывающих скважин.

По результатам исследований подготовлено 2 изобретения. Разработаны и утверждены 4 технико-экономических предложения для повышения эффективности разработки верейских объектов Есенецкого, Ижевского и Мишкинского месторождений, не находящихся в эксплуатации из-за низких проектных показателей. Применение найденных в работе зависимостей и методических подходов позволило значительно улучшить основные технико-экономические показатели разработки 3 верейских объектов, что позволит начать бурение на эти объекты и ввести их в промышленную разработку. Основные технико-экономические показатели технологических решений приведены в таблице.

Таблица

Сравнение эффективности предлагаемых технологических решений

<i>Верейский объект</i>	<i>КИН, отн. ед.</i>		<i>Капитальные вложения, млн. руб.</i>		<i>Индекс прибыльности, отн. ед.</i>	
	<i>Вар №1</i>	<i>Вар №2</i>	<i>Вар №1</i>	<i>Вар №2</i>	<i>Вар №1</i>	<i>Вар №2</i>
Лозинского участка Есенецкого месторождения	0,18	0,23	282	244	1,14	1,54
Ижевского месторождения	0,21	0,29	750	627	0,00	0,28
Черепановского участка Мишкинского месторождения	0,14	0,20	257	287	1,38	2,13
Северный участок Мишкинского месторождения	0,17	0,21	123	110	2,71	5,17

вар. №1 – проектные технологические решения;

вар. №2 – предлагаемые технологические решения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы разработаны и научно обоснованы подходы к повышению эффективности разработки нефтяных месторождений, разбуриваемых горизонтальными скважинами, включающие выбор размещения, плотности сетки, длины, диаметра ствола скважин в зависимости от геолого-физических характеристик коллектора и оценку эффективности разработки нефтяных залежей методом построения трехмерной, трехфазной математической модели.

На основании проведенных исследований получены следующие результаты:

1. Предложен алгоритм построения карт разработки нефтяных месторождений, повышающий информативность и расширяющий возможности применения гидродинамического моделирования для регулирования эффективности разработки, обоснования вариантов размещения скважин и прогнозирования показателей разработки нефтяных месторождений.

2. На основе проведенного анализа теории и практики разработки нефтяных месторождений, разбуриваемых горизонтальными скважинами, предложенным методом построения гидродинамических карт разработки получены зависимости величины градиентов давления от расположения скважин. Минимальным потерям давления в пласте соответствует величины градиентов давлений с минимальными отклонениями от среднего, что достигается при параллельном размещении горизонтальных стволов скважин. Постоянство значений градиента давлений по величине выражает равномерность дренирования пласта, характерную для замкнутых кольцевых элементов, стягивающих контур нефтеносности.

3. Впервые предложена методика определения коэффициента охвата пласта воздействием основанная на расчете площади застойных зон, в которых величина градиента давления ниже величины градиента сдвига нефти, учитывающая протяженность зоны дренирования и зональную неоднородность разрабатываемой залежи.

4. Предложена формула для расчета дебитов горизонтальных скважин в условиях анизотропных, расчлененных коллекторов на основе модели работы скважины отдельными интервалами при единой депрессии. Разработана методика интерпретации кривых восстановления давления для определения фильтрационно-емкостных характеристик пласта.

5. В работе установлено, что увеличение диаметра горизонтального ствола приводит к уменьшению влияния скин-фактора и, к пропорциональному увеличению дебита в сравнении с вертикальной скважиной. При применении параметра приведенного диаметра скважины, фактический дебит горизонтальной скважины совпадает с проектируемым и превышает значения, рассчитанные по общепринятым подходам.

6. Получена зависимость стоимости горизонтальных скважин от длины горизонтального участка для обоснования оптимальной протяженности горизонтального ствола. Зависимость описывается линейной функцией и позволяет определять коэффициент удорожания бурения ствола скважины с набором угла до 90 градусов и изменении длины.

7. Анализ зависимостей градиентов давлений полученных на основе двухмерных двухфазных гидродинамических моделей от длины горизонтального ствола для различных схем расположения скважин и методики расчета охвата пласта найдена зависимость величины охвата пласта дренированием и воздействием от протяженности горизонтального ствола для рядного лобного, рядного шахматного размещения скважин. Установлено, что увеличение относительной протяженности горизонтальных стволов в площадных схемах размещения ГС более 0,5 отн. ед. не приводит к увеличению производительности системы разработки, а в однорядных схемах размещения производительность растет практически линейно с увеличением длины ствола ГС. Определено, что однорядная шахматная схема размещения ГС значительно превосходит остальные схемы с точки зрения охвата пласта, а также имеет возможность разуплотнения сетки скважин за счет значительной эффективности при относительной протяженности горизонтальных стволов менее 0,6.

8. Аналитическими и экспериментальными исследованиями получена зависимость количества скважин в элементе разработки от коэффициента подвижности нефти. Установлено, что при значениях $M < 3$ эффективно применение горизонтальных нагнетательных скважин, а при $M < 0,5$ их применение эффективно только в сочетании с вертикальными добывающими скважинами.

9. Найдена зависимость между длинами горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин от коэффициента подвижности нефти для рядных систем размещения. Определен диапазон величин коэффициента подвижности нефти 0,4 - 2,5 отн. ед., при котором максимальный охват пласта дренированием и воздействием достигается только при применении добывающих и нагнетательных горизонтальных скважин.

10. Предложен способ разработки нефтяных месторождений по регулированию эффективности разработки нефтяных месторождений в зависимости от геолого-физических характеристик пласта. На основе предложенного способа созданы технологические решения разработки верейских объектов Есенецкого, Ижевского Черепановского и Воткинского поднятий Мишкинского месторождений. Оценка эффективности предложенных решений методом построения и анализа трехмерных гидродинамических моделей подтвердила увеличение коэффициента охвата пласта, коэффициента нефтеизвлечения в 1,3 раза, уменьшение капитальных вложений на 10 %, увеличение индекса прибыльности в 1,7 раза по сравнению с проектными вариантами и обосновала возможность их рентабельной разработки.

11. Внедрение рекомендаций по разработке верейского объекта Южно-Киенгопского месторождения и пласта Ю1 Верх-Тарского месторождения позволило повысить коэффициент охвата пласта, темпы выработки на 3 %, увеличить прогнозный коэффициент нефтеизвлечения на 12 % на опытном участке, снизить затраты на строительство скважин в 1,3 раза.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Научно-технические статьи

1. Сыромятников Е. С., Волков А. Я., Сугаипов Д. А. Оценка влияния протяженности горизонтального ствола на стоимость строительства горизонтальных скважин // Строительство нефтяных скважин на суше и на море.-2000.-№ 6-7.-С.20-23.
2. Савельев В. А, Сугаипов Д. А. Оценка эффективности разработки Южно-Киенгопского месторождения с применением горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин // Нефтепромысловое дело.-2002.-№ 9.-С.9-16.
3. Савельев В. А, Сугаипов Д. А. О производительности горизонтальных скважин в пластах с высокой вертикальной анизотропией и расчлененностью // Нефтепромысловое дело.-2002.-№ 10.-С.28-34.
4. Савельев В. А, Сугаипов Д. А. Оценка эффективности разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин // Вестник Удмуртского Университета.-2002. №8.-С.87-102.
5. Савельев В. А, Сугаипов Д. А. О производительности горизонтальных скважин // Вестник Удмуртского Университета.-2002. №8.-С.34-47.
6. Савельев В. А, Сугаипов Д. А. О причинах низкой эффективности горизонтальной скважины 106 Верх-Тарского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство.-2003.-№4.-С.28-34.
7. Сугаипов Д. А., Савельев В. А., Волков А. Я, Мирсаетов О. М. Об оптимальном расположении горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений // Нефть и бурение.-2003.-№ 12.-С.15-22.
8. Савельев В. А, Сугаипов Д. А. Дебиты горизонтальных скважин в пластах с высокой вертикальной анизотропией и расчлененностью // Нефтяное хозяйство.-2003.-№ 11.-С.68-70.
9. Сугаипов Д. А., Савельев В. А., Мирсаетов О. М., Кудинов В. И. Влияние параметров разработки на охват горизонтально

разбуренного пласта дренированием и воздействием в зависимости от геолого-физических факторов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. (в печати).

Тезисы докладов на научных конференциях

10. Муллахметов Р. Х., Сугаипов Д. А., Пчельников Р. Л. К вопросу изотермического течения газов в трубах и пористых средах // Тезисы докладов 3 Российской университетско-академической научно-практической конференции. 22 апреля 1997 г. УдГУ. Ижевск.-С.20.

11. Волков А. Я., Сугаипов Д. А. Оценка влияния протяженности горизонтального ствола на стоимость строительства горизонтальных скважин./ Тезисы докладов 4 Международной научно-практической конференции по горизонтальному бурению 18-20 октября 2001 Ижевск. М.: Нефтегаз, 2001.-с.55.

12. Савельев В. А., Сугаипов Д. А. Обработка кривых восстановления давления, полученных в горизонтальных скважинах./ Тезисы докладов Российской научно-практической конференции «Эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти». 16-18 апреля 2002.-Ижевск.

13. Савельев В. А., Сугаипов Д. А. О причинах низкой эффективности горизонтальной скважины 106 Верх-Тарского нефтяного месторождения./ Тезисы докладов Росс. научно-практической конференции «Эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти». 16-18 апреля 2002.-Ижевск.-С.40-42.

14. Сугаипов Д. А., Савельев В. А., Волков А. Я., Мирсаетов О. М. Об оптимальном расположении горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений./ Тезисы докладов VIII Международной конференции по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами. 21-22 октября 2003. Ижевск.-С.44-51.

15. Сугаипов Д. А., Савельев В. А., Мирсаетов О. М. Влияние параметров разработки на охват горизонтально разбуренного пласта дренированием и воздействием в зависимости от геолого-

физических факторов./ Тезисы докладов Второй Республиканской научно-практической конференции «Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти». 4-5 ноября 2003. Ижевск.-С.65-72.

16. Сугаипов Д. А., Савельев В. А., Мирсаетов О. М., Волков А. Я. К вопросу о возможности применения нагнетательных горизонтальных скважин для разработки нефтяных месторождений./ Тезисы докладов Второй Республиканской научно-практической конференции «Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения». 18-19 декабря 2003. Казань.-С.28-30.

Патенты на изобретение и свидетельства на полезную модель

17. Заявка на выдачу патента РФ на изобретение (22.01.04 вх.№ 001839, рег.№ 2004101977). Способ разработки нефтяной залежи./ Сугаипов Д. А., Мирсаетов О. М., Савельев В. А.

18. Заявка на выдачу патента РФ на изобретение (от 24.04.04). Способ определения охвата нефтяной залежи дренированием и воздействием./ Сугаипов Д. А., Мирсаетов О. М., Савельев В. А., Кудинов В. И.

Научно-технические отчеты

19. Сугаипов Д. А., Мирсаетов О. М., Золотухин Д. Г. Отчет № НФ14-04 Техничко-экономическое предложение по разработке Лозинского участка Есенеинского месторождения горизонтальными скважинами. Ижевск: УдГУ. 2004. – 29с.

20. Сугаипов Д. А., Мирсаетов О. М., Пислегин М. С. Отчет № НФ24-04 Техничко-экономическое предложение по разработке верейского объекта Ижевского месторождения горизонтальными скважинами. Ижевск: УдГУ. 2004. – 28с.

21. Сугаипов Д. А., Мирсаетов О. М., Князев А. В. Отчет № НФ34-04 Техничко-экономическое предложение по разработке Черепановского поднятия Мишкинского месторождения горизонтальными скважинами. Ижевск: УдГУ. 2004. – 32с.

22. Сугаипов Д. А., Мирсаетов О. М., Князев А. В. Отчет № НФ44-04 Техничко-экономическое предложение по разработке северного участка Воткинского купола Мишкинского месторождения горизонтальными скважинами. Ижевск: УдГУ. 2004. – 30с.

Подписано в печать 23.04.04. Формат 60х84 1/16
Печать офсетная. Усл. печ. л.1,0. Тираж 100 экз. Заказ 682
Отпечатано с оригинал-макета заказчика.
Отпечатано в типографии УдГУ.
426034, г. Ижевск, ул. Университетская д.1, корп.4.